

ЕКОНОМІЧНІ АСПЕКТИ ЕНЕРГЕТИКИ ECONOMIC ASPECTS OF POWER-ENGINEERING

УДК 621.311:65.035

В.Ф. Находов, А.И. Замулко, Мохаммад Аль Шарари, Д.А. Мединцева
Национальный технический университет Украины «Киевский политехнический институт»

АНАЛИЗ ДЛИТЕЛЬНОСТИ И ГРАНИЦ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТАРИФНЫХ ЗОН СУТОК

Предложен метод статистического группирования почасовой мощности энергосистемы и групп потребителей, который позволяет более объективно определять длительность и фактические границы зон суток с разными уровнями нагрузки. Разработаны методические основы анализа характера и степени противодействия «дифтарифных» потребителей изменению спроса на мощность всех остальных, «недифтарифных» потребителей в каждый час суток. Анализ тарифных зон суток должен базироваться не только на статистическом исследовании конфигурации графиков нагрузки энергосистемы и групп потребителей, но также и на оценке характера и степени ежечасного противодействия «дифтарифных» потребителей изменению спроса на мощность всех остальных потребителей электроэнергетики.

Ключевые слова: суточные графики нагрузки, дифференцированные тарифы на электроэнергию, границы зон суток, метод группирования нагрузок, коэффициент противодействия «дифтарифных» потребителей.

Введение

Суточные графики нагрузки объединенной энергетической системы (ОЭС) Украины имеют неравномерный характер, обусловленный значительной неравномерностью спроса потребителей на электрическую мощность. Необходимость покрытия неравномерных графиков нагрузки отрицательно влияет на режимы производства и передачи электроэнергии, что приводит к ухудшению ее качества, а также к снижению надежности и экономичности функционирования энергосистемы [1].

В связи с дефицитом маневренных генерирующих мощностей в энергосистеме Украины покрытие неравномерного спроса потребителей на электрическую мощность осуществляется главным образом путем регулирования рабочей мощности тепловых энергоблоков генерирующих компаний.

Очевидно, что для эффективного решения задачи оперативного балансирования производства и потребления электрической мощности в украинской энергосистеме необходимо создание новых маневренных генерирующих мощностей, что потребует значительных средств и времени. Альтернативой же дорогостоящему и длительному процессу наращивания маневренной генерации в энергосистеме является управление спросом потребителей на электрическую мощность, которое могло бы обеспечить заметное снижение современной потребности в создании новых маневренных мощностей на 10...15 процентов [2].

В рыночных условиях для осуществления такого управления должны применяться только экономические методы, естественно, за исключением аварийных ситуаций. Единственным способом экономического управления спросом потребителей на электрическую мощность в ОЭС Украины на сегодняшний день является применение дифференцированных по времени тарифов на электроэнергию, которые действуют, начиная с 1995 года.

Однако в течение всего периода существования украинских дифференцированных тарифов практически не осуществлялся системный анализ результатов их использования. К тому же, длительное время эти тарифы оставались неизменными или изменялись незначительно, в то время как в стране существенно изменились структура и режимы потребления электроэнергии. Исходя из сказанного, следует признать, что действующие в Украине дифференцированные тарифы на электроэнергию не соответствуют современным условиям ее производства и потребления, а также на сегодняшний день уже исчерпали свои возможности с точки зрения эффективного стимулирования потребителей к заметным изменениям характера их спроса на электрическую мощность [1].

Одним из «слабых мест» существующих дифференцированных тарифов на электроэнергию является недостаточная обоснованность длительности и границ установленных на сегодняшний день тарифных зон суток, а также отсутствие периодического их анализа и корректировки, которая отвечала бы современным, существенно изменившимся условиям решения задачи управления спросом потребителей на электрическую мощность.

Цель и задания

Целью данной статьи является рассмотрение предлагаемых авторами объективных методов и способов анализа границ существующих тарифных зон суток, а также результатов применения дифференцированных по времени тарифов на электроэнергию, которые могут и должны быть использованы для целенаправленного совершенствования и дальнейшего развития этой системы тарифов в Украине.

Материалы и результаты исследования

На сегодняшний день для расчетов потребителей электроэнергии с электропередающими организациями постановлением НКРЭКУ Украины от 20.12.2001 г. № 1241 «О тарифах, дифференцированным по периодам времени» (с изменениями от 22.01.2015 г.) установлены тарифные коэффициенты, а также предельные значения длительности тарифных зон суток (таблица 1) [3].

Таблица 1 – Действующие зоны суток и тарифные коэффициенты для потребителей электроэнергии

| Тарифный сезон | Пиковая зона ($k=1,8$) | Полупиковая зона ($k=1,02$) | Ночная зона ($k=0,25$) |
|---|-----------------------------|---|-----------------------------|
| Зимний сезон: январь, февраль, ноябрь и декабрь | 8.00-10.00; 17.00-21.00 | 6.00-8.00; 10.00-17.00; 21.00-23.00 | 23.00-6.00 |
| Межсезонье: март, апрель, сентябрь и октябрь | 8.00-10.00; 18.00-22.00 | 6.00-8.00; 10.00-18.00; 22.00-23.00 | 23.00-6.00 |
| Летний сезон: май, июнь, июль и август | 8.00-11.00; 20.00-23.00 | 7.00-8.00; 11.00-20.00; 23.00-24.00 | 24.00-7.00 |

Очевидно, что назначением дифференцированных по времени тарифов является создание экономических условий для постепенного, благоприятного для энергосистемы, изменения режимов потребления электроэнергии. При этом подаваемые с их помощью экономические «сигналы» потребителям должны быть «правильными», то есть максимально соответствовать фактическим режимам производства энергии и желаемым направлениям их изменения.

Таким образом, создание необходимых условий для дальнейшего целенаправленного выравнивания суточных графиков нагрузки энергосистемы, прежде всего, требует, чтобы установленные зоны суток соответствовали фактическому характеру изменения этой нагрузки. С этой целью периодически необходимо анализировать, соответствуют ли согласованные НКРЭКУ тарифные зоны суток современным потребностям управления спросом потребителей на электрическую мощность.

Оценка такого соответствия может быть основана на использовании статистических методов анализа фактических суточных графиков нагрузки энергосистемы и отдельных групп потребителей, зафиксированных в режимные дни установленных сезонов года. В частности, для этой цели могут быть использованы:

- метод доверительных интервалов;
- метод статистического группирования.

Эти методы позволяют на основе применения объективных статистических критериев выявлять с заданной вероятностью фактические зоны суток с существенно разным уровнем электрической нагрузки энергосистемы или рассматриваемых групп потребителей.

Первый из названных методов – метод доверительных интервалов основан на том, что фактические часовые нагрузки энергосистемы или анализируемой группы потребителей (P_j), которые были зафиксированы в течение режимных суток соответствующего сезона, рассматриваются как некоторая выборка значений случайной величины. При этом выявление фактических зон суток со статистически разным уровнем нагрузки базируется на определении границ доверительного интервала для среднего значения мощности, вычисленного на основании рассматриваемого суточного графика [4].

Верхняя ($P_{ср.в}$) и нижняя ($P_{ср.н}$) граница такого доверительного интервала определяется на основании зависимости:

$$P_{ср.в/н} = P_{ср} + / - k \cdot S \quad (1)$$

где $P_{ср}$ – среднесуточная электрическая нагрузка; k – коэффициент, численное значение которого зависит от заданной вероятности нахождения в установленном доверительном интервале всех часовых нагрузок, которые незначительно (случайно) отличаются от их средней величины за соответствующие сутки; S – среднеквадратическое (стандартное) отклонение часовых значений нагрузки от их среднесуточной величины.

Для определения фактических зон суток с существенно разным уровнем электрической нагрузки (спроса на мощность) часовые ее значения, определенные на основании анализируемого суточного графика, необходимо сравнить с границами доверительного интервала, установленными в соответствии с зависимостями (1).

При этом часы суток, в которые значения электрической нагрузки находятся ниже нижней границы ($P_{\text{ср.н}}$), необходимо отнести к зоне минимальной нагрузки (пониженного спроса на мощность). Часы суток, в которые нагрузка превышает верхнюю границу ($P_{\text{ср.в}}$), следует отнести к зоне максимальной нагрузки (повышенного спроса на мощность). Все остальные часы суток, в которые нагрузка находится в границах установленного доверительного интервала, необходимо считать относящимися к зоне средней нагрузки (умеренного спроса на мощность).

При всей простоте данного метода его нельзя считать абсолютно пригодным для достаточно объективного выявления фактических зон суток с разным уровнем электрической нагрузки энергосистемы или отдельных групп потребителей. Такой вывод основан на том, что при использовании этого метода могут быть получены разные результаты определения фактических границ зон суток в зависимости от принятой вероятности установления указанных выше доверительных интервалов. Выбор же этой вероятности в значительной степени является субъективным, что нельзя считать приемлемым с точки зрения необходимости обеспечения как можно более объективных результатов анализа и корректировки границ и длительности тарифных зон суток.

С учетом сказанного, более целесообразным для решения данной задачи следует считать использование второго из названных выше методов определения фактических зон суток с разным уровнем нагрузки - метода статистического группирования. Этот метод заключается в том, что анализ длительности и границ существующих тарифных зон суток осуществляется на основе их сравнения с результатом группирования фактических часовых значений электрической нагрузки энергосистемы или рассматриваемых групп потребителей, зафиксированных в течение анализируемого режимного дня соответствующего тарифного сезона.

Процесс такого группирования представляет собой итеративную процедуру, основанную на использовании статистического критерия Стьюдента, применение которого позволяет формировать такие группы значений электрической мощности (и соответствующих им часов суток), которые существенно отличаются между собой величиной средней нагрузки.

На начальном этапе группирования ранжированный в порядке возрастания ряд часовых электрических нагрузок (P_j) разделяется на некоторое максимальное количество групп, необходимость или возможность дальнейшего объединения которых определяется на последующих итерациях. При этом как на начальном, так и на всех последующих этапах группирования, для каждой пары смежных групп электрических нагрузок (например, для m -й и $(m+1)$ -й группы) вычисляется средняя величина мощности ($P_{\text{ср}}$), а также дисперсия (D) входящих в эти группы значений нагрузки.

На каждой итерации группирования для всех смежных пар групп часовых значений нагрузки определяется расчетная величина критерия Стьюдента (T_p):

$$T_p = \frac{|P_{\text{ср.}m} - P_{\text{ср.}m+1}|}{\sqrt{\frac{D_m}{M_m} + \frac{D_{m+1}}{M_{m+1} + 1}}}, \quad (2)$$

где M_m и M_{m+1} – количество элементов, входящих соответственно в m -ю и $(m+1)$ -ю группу.

Полученные таким образом расчетные значения критерия Стьюдента необходимо сравнить с его табличными значениями ($T_{\text{кр}}$) для двух уровней значимости ошибки ($p=0,05$ и $p=0,01$) при числе степеней свободы $k = M_m + M_{m+1} - 2$. На основании результатов сравнения соответствующих расчетных и табличных значений критерия Стьюдента делается вывод о необходимости или возможности объединения каждой пары смежных групп значений электрической нагрузки.

Такая процедура последовательного группирования продолжается до тех пор, пока на основании используемого статистического теста уже не будет необходимым или возможным объединение ни одной из пар смежных групп значений часовой нагрузки.

Как показали результаты многочисленных расчетов, использование указанного статистического критерия и предлагаемой процедуры последовательного группирования позволяет по объективному признаку разделить упорядоченные значения электрической мощности (и, тем самым, часы суток) на группы, которые соответствуют максимальной, средней и минимальной нагрузке энергосистемы или анализируемой группы потребителей.

Для повышения обоснованности отнесения отдельных значений мощности к той или иной зоне суток необходимо, подобно приведенному выше методу доверительных интервалов, дополнительно устанавливать статистические границы между окончательно определенными группами, в частности,

между группами с минимальной и средней нагрузкой, а также между группами со средней и максимальной нагрузкой.

Результат определения реальных зон суток с разным уровнем мощности с использованием метода группирования можно продемонстрировать на примере графиков нагрузки, зафиксированных в зимний режимный день 21 декабря 2011 года (таблица 2).

В Украине на сегодняшний день сформировалась заметная как по численности, так и по электрической нагрузке объединенная группа потребителей, которые при взаиморасчетах с электропередающими организациями используют дифференцированные по времени тарифы. Для краткости их можно назвать «дифтарифными» потребителями, в состав которых сейчас входят представители практически всех их групп: промышленных, сельскохозяйственных, транспортных, коммунальных, бытовых и т.п.

В связи с этим анализировать соответствие существующих тарифных зон суток современным потребностям управления спросом на электрическую мощность необходимо, принимая во внимание конфигурацию графиков нагрузки как энергосистемы в целом, так и отдельно «дифтарифных» и всех остальных («недифтарифных») потребителей.

Таблица 2 – Результаты сравнения границ существующих тарифных зон суток и фактических зон с разным уровнем электрической нагрузки, определенных по данным режимного дня 21.12.2011 года.

| Час суток | Существующие тарифные зоны суток | Зоны суток с разным уровнем нагрузки энергосистемы | Зоны суток с разным уровнем нагрузки «недифтарифных» потребителей | Зоны суток с разным уровнем нагрузки «дифтарифных» потребителей |
|-----------|----------------------------------|--|---|---|
| 1 | Ночная зона | Средняя нагрузка | Средняя нагрузка | Максимальная нагрузка |
| 2 | Ночная зона | Средняя нагрузка | Минимальная нагрузка | Максимальная нагрузка |
| 3 | Ночная зона | Минимальная нагрузка | Минимальная нагрузка | Максимальная нагрузка |
| 4 | Ночная зона | Минимальная нагрузка | Минимальная нагрузка | Максимальная нагрузка |
| 5 | Ночная зона | Минимальная нагрузка | Минимальная нагрузка | Максимальная нагрузка |
| 6 | Ночная зона | Средняя нагрузка | Средняя нагрузка | Максимальная нагрузка |
| 7 | Полупиковая зона | Средняя нагрузка | Средняя нагрузка | Средняя нагрузка |
| 8 | Полупиковая зона | Средняя нагрузка | Средняя нагрузка | Средняя нагрузка |
| 9 | Пиковая зона | Средняя нагрузка | Средняя нагрузка | Минимальная нагрузка |
| 10 | Пиковая зона | Средняя нагрузка | Средняя нагрузка | Минимальная нагрузка |
| 11 | Полупиковая зона | Средняя нагрузка | Средняя нагрузка | Средняя нагрузка |
| 12 | Полупиковая зона | Средняя нагрузка | Средняя нагрузка | Средняя нагрузка |
| 13 | Полупиковая зона | Средняя нагрузка | Средняя нагрузка | Средняя нагрузка |
| 14 | Полупиковая зона | Средняя нагрузка | Средняя нагрузка | Средняя нагрузка |
| 15 | Полупиковая зона | Средняя нагрузка | Средняя нагрузка | Средняя нагрузка |
| 16 | Полупиковая зона | Максимальная нагрузка | Средняя нагрузка | Средняя нагрузка |
| 17 | Полупиковая зона | Максимальная нагрузка | Максимальная нагрузка | Средняя нагрузка |
| 18 | Пиковая зона | Максимальная нагрузка | Максимальная нагрузка | Средняя нагрузка |
| 19 | Пиковая зона | Максимальная нагрузка | Максимальная нагрузка | Средняя нагрузка |
| 20 | Пиковая зона | Максимальная нагрузка | Средняя нагрузка | Минимальная нагрузка |
| 21 | Пиковая зона | Средняя нагрузка | Средняя нагрузка | Минимальная нагрузка |
| 22 | Полупиковая зона | Средняя нагрузка | Средняя нагрузка | Средняя нагрузка |
| 23 | Полупиковая зона | Средняя нагрузка | Средняя нагрузка | Средняя нагрузка |
| 24 | Ночная зона | Средняя нагрузка | Средняя нагрузка | Максимальная нагрузка |

Как свидетельствует пример, приведенный в таблице 2, а также результаты многочисленных аналогичных расчетов, выполненных для режимных дней ряда предыдущих лет, реальные зоны суток со статистически разным уровнем электрической мощности как энергосистемы в целом, так и «недифтарифных» потребителей заметно не совпадают с согласованными НКРЭКУ границами и длительностью тарифных зон суток. При этом границы и длительность указанных фактических зон суток энергосистемы и «недифтарифных» потребителей отличаются между собой незначительно.

С другой стороны, группирование реальных часовых значений нагрузки потребителей, которые используют дифференцированные тарифы («дифтарифных» потребителей), демонстрирует, что эти потребители регулируют свой спрос на электрическую мощность практически точно в соответствии с установленными тарифными зонами суток и в необходимом для энергосистемы направлении.

Следовательно, можно утверждать, что сохраняющаяся на сегодняшний день неравномерность суточных графиков нагрузки энергетической системы определяется исключительно характером спроса на мощность объединенной группы потребителей, которые не используют дифференцированные тарифы на электрическую энергию («недифтарифных» потребителей). В то время как объединенная группа «дифтарифных» потребителей в целом способствует выравниванию графиков нагрузки энергосистемы.

Однако при этом можно утверждать, что влияние «дифтарифных» потребителей на снижение неравномерности графика нагрузки энергосистемы в течение суток в целом является недостаточным. Правомерность такого вывода подтверждается, в частности, тем, что при существующем соотношении средней мощности рассматриваемых групп потребителей (рисунок 2) «дифтарифные» потребители в принципе не способны скомпенсировать неравномерность спроса на электрическую мощность всех остальных потребителей, которые не используют дифференцированные тарифы. Для этого было бы необходимо, чтобы суммарная нагрузка «дифтарифных» потребителей, а, следовательно, и их численность значительно возросла.

Очевидно, что в условиях дальнейшего использования в Украине существующих дифференцированных тарифов существенное увеличение мощности, потребляемой группой «дифтарифных» потребителей, может произойти только постепенно, в течение длительного времени. Тем более что в течение ряда предыдущих лет наряду со стабильным увеличением количества бытовых потребителей, которые используют дифференцированные по времени тарифы, наблюдается также некоторая тенденция уменьшения числа «дифтарифных» потребителей, относящихся к другим группам, в частности, промышленных.

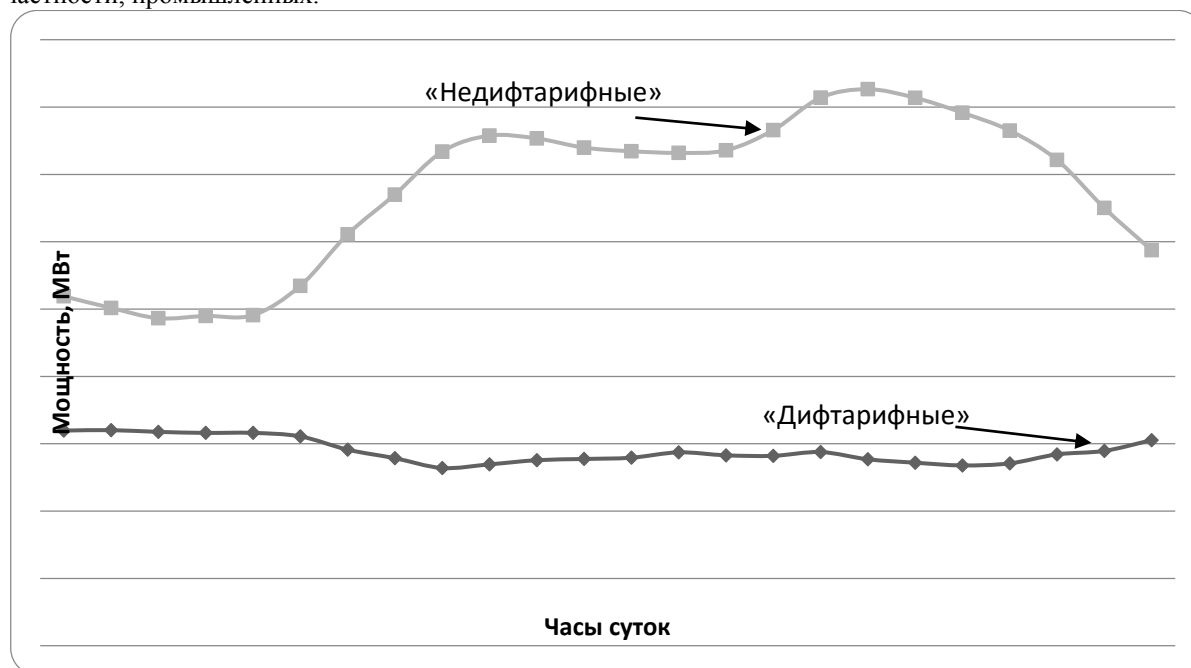


Рисунок 2 – Суточные графики загрузки «дифтарифных» и «недифтарифных» потребителей, зафиксированные в зимний режимный день 21.12.2011 года

Данное обстоятельство еще раз подтверждает необходимость наискорейшего совершенствования и дальнейшего развития существующих дифференцированных по периодам времени тарифов на электрическую энергию.

Кроме того, принимая во внимание сказанное выше, необходимо сделать еще один вывод: для обеспечения дальнейшего целенаправленного совершенствования дифференцированных по времени тарифов на электроэнергию при определении зон суток, которые бы соответствовали современным потребностям управления спросом потребителей на мощность, не достаточно базироваться только на анализе конфигурации графиков нагрузки энергосистемы. Для достижения этой цели необходимо также дополнительно анализировать степень противодействия «дифтарифных» потребителей изменению спроса

на мощность всех остальных, «недифтарифных» потребителей, а также своевременность этого противодействия в каждый час суток.

Определение характера и степени ежечасного противодействия изменению спроса на мощность «дифтарифных» потребителей изменению потребляемой мощности группы «недифтарифных» потребителей также может базироваться на использовании методов статистической обработки и анализа графиков нагрузки, зафиксированных в соответствующие режимные дни.

С этой целью на основании одновременно рассматриваемых трех графиков электрической нагрузки (энергосистемы, «дифтарифных» и «недифтарифных» потребителей), прежде всего, необходимо сформировать выборки значений изменения (приращения) соответствующей потребляемой мощности в каждый час суток (ΔP) по сравнению с предыдущим часом. Численные значения таких приращений для некоторого j -го часа суток определяются:

$$\Delta P_{\text{эс.}j} = P_{\text{эс.}j} - P_{\text{эс.}(j-1)} \quad (3)$$

$$\Delta P_{\text{диф.}j} = P_{\text{диф.}j} - P_{\text{диф.}(j-1)} \quad (4)$$

$$\Delta P_{\text{недиф.}j} = P_{\text{недиф.}j} - P_{\text{недиф.}(j-1)} \quad (5)$$

где $P_{\text{эс.}j}$, $P_{\text{диф.}j}$ и $P_{\text{недиф.}j}$ – электрическая нагрузка энергосистемы, «дифтарифных» и «недифтарифных» потребителей в j -й час режимных суток; $P_{\text{эс.}(j-1)}$, $P_{\text{диф.}(j-1)}$ и $P_{\text{недиф.}(j-1)}$ – соответствующие значения потребляемой мощности в $(j-1)$ -й час тех же режимных суток.

Характер и степень противодействия «дифтарифных» потребителей изменению спроса на мощность всех остальных потребителей, не использующих дифференцированные тарифы на электроэнергию, отдельно для каждого (j -го) часа суток можно оценить с помощью показателя, который может быть назван, например, коэффициентом противодействия ($K_{\text{прот.}}$) или коэффициентом компенсации изменения нагрузки, и определяется:

$$K_{\text{прот.}j} = \frac{\Delta P_{\text{диф.}j}}{\Delta P_{\text{недиф.}j}} \cdot 100, \% \quad (6)$$

Численные значения такого коэффициента характеризуют, в какой степени (на сколько процентов) изменение спроса на мощность «недифтарифных» потребителей в каждый час суток компенсируется изменением нагрузки «дифтарифных» потребителей. При этом знак этого коэффициента позволяет судить о том, имеет ли место встречное изменение нагрузки указанных двух групп потребителей в соответствующий час суток (отрицательный коэффициент), или эти изменения нагрузки происходят в одном направлении (положительный коэффициент).

Таким образом, знак коэффициента компенсации прироста нагрузки позволяет определить, в какие часы суток «дифтарифные» потребители оказывают противодействие изменению спроса на мощность всех остальных потребителей электроэнергии, а в какие часы такое противодействие отсутствует.

Однако такая оценка характера влияния группы «дифтарифных» потребителей на неравномерность нагрузки энергосистемы, основанная только на знаке коэффициента противодействия, определенного для каждого часа соответствующих режимных суток, была бы очень поверхностной. Следует принимать во внимание, что для энергетической системы наиболее желаемым режимом производства и потребления электроэнергии является работа с идеально ровным графиком нагрузки, при котором часовые значения потребляемой мощности были бы равны ее среднесуточной нагрузке. То есть цель выравнивания графиков нагрузки энергосистемы упрощенно можно сформулировать как максимально возможное приближение каждого часового значения потребляемой мощности к ее средней величине за соответствующие сутки.

Следовательно, анализировать характер влияния группы «дифтарифных» потребителей на неравномерность электрической нагрузки энергосистемы надо также с учетом сказанного выше. Иными словами, влияние указанной группы потребителей в какой-либо час суток необходимо считать позитивным («правильным»), если в сочетании с изменением спроса на мощность «недифтарифных» потребителей оно способствует приближению нагрузки энергосистемы в данный час суток к ее среднесуточной величине. То есть позитивным результатом в те или иные часы суток может быть не только противодействие изменения мощности «дифтарифных» потребителей изменению нагрузки всех остальных потребителей электроэнергии, но также и взаимодействие соответствующих приростов нагрузки.

На основе применения данного правила авторами данной статьи разработан алгоритм проведения такого, более глубокого анализа характера влияния «дифтарифных» потребителей на неравномерность графика нагрузки энергосистемы.

Пример результатов такого анализа приведен в таблице 3. В данной таблице характер влияния группы «дифтарифных» потребителей на неравномерность рассматриваемого графика нагрузки энергосистемы в каждый час суток определен с использованием упомянутого выше правила, а значения коэффициента противодействия ($K_{\text{прот.}}$), являющиеся оценкой степени этого влияния, приведены со знаками, соответствующими его характеру.

Для большей наглядности часы рассматриваемых суток разделены на две группы: на те, в которые изменение спроса на мощность «дифтарифных» потребителей оказывает позитивное влияние на неравномерность графика нагрузки энергосистемы ($K_{\text{прот.}(+)}$) и те часы, в которые это влияние имеет негативный характер ($K_{\text{прот.}(-)}$). Соотношение численных значений коэффициентов противодействия (в %), отнесенных к каждой из этих групп показано на рисунках 3 и 4.

Таблица 3 – Результаты анализа характера и степени влияния «дифтарифных» потребителей на неравномерность графика нагрузки энергосистемы на примере зимнего режимного дня 21.12.2011 года.

| Час суток | $\Delta P_{\text{эс}}$, МВт | $\Delta P_{\text{нед}}$, МВт | $\Delta P_{\text{диф}}$, МВт | Характер влияния дифт. потребителей | $K_{\text{прот.}}$ | $K_{\text{прот.}(+)}$ | $K_{\text{прот.}(-)}$ |
|----------------------|---------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|--|--------------------|-----------------------|-----------------------|
| 1 | -1086 | -1371 | 285 | позитивное | 20,7877 | 20,7877 | |
| 2 | -331 | -344 | 13 | позитивное | 3,77907 | 3,77907 | |
| 3 | -359 | -307 | -52 | негативное | -16,93811 | | -16,938 |
| 4 | 37 | 67 | -30 | негативное | -44,7761 | | -44,776 |
| 5 | 24 | 24 | 0 | негативное | 0 | | 0 |
| 6 | 766 | 870 | -104 | негативное | -11,954 | | -11,954 |
| 7 | 1135 | 1529 | -394 | негативное | -25,7685 | | -25,769 |
| 8 | 930 | 1183 | -253 | негативное | -21,3863 | | -21,386 |
| 9 | 984 | 1275 | -291 | позитивное | 22,8235 | 22,8235 | |
| 10 | 584 | 477 | 107 | негативное | -22,43187 | | -22,432 |
| 11 | 40 | -84 | 124 | негативное | -147,619 | | -147,62 |
| 12 | -238 | -274 | 36 | негативное | -13,1387 | | -13,139 |
| 13 | -69 | -107 | 38 | негативное | -35,514 | | -35,514 |
| 14 | 111 | -48 | 159 | негативное | -331,25 | | -331,25 |
| 15 | -12 | 76 | -88 | позитивное | 115,789 | 115,789 | |
| 16 | 584 | 599 | -15 | позитивное | 2,50417 | 2,50417 | |
| 17 | 1076 | 964 | 112 | негативное | -11,61826 | | -11,618 |
| 18 | 37 | 252 | -215 | позитивное | 85,3175 | 85,3175 | |
| 19 | -356 | -255 | -101 | позитивное | 39,60784 | 39,6078 | |
| 20 | -525 | -444 | -81 | позитивное | 18,24324 | 18,2432 | |
| 21 | -469 | -530 | 61 | негативное | -11,5094 | | -11,509 |
| 22 | -603 | -870 | 267 | негативное | -30,6897 | | -30,69 |
| 23 | -1325 | -1429 | 104 | позитивное | 7,27782 | 7,27782 | |
| 24 | -935 | -1253 | 318 | позитивное | 25,3791 | 25,3791 | |
| Среднее | | | | | | 34,15089 | -51,7567 |
| Дисперсия | | | | | | 1399,51 | 7747,522 |
| $K_{\text{ср.мин}}$ | | | | | | 9,674443 | -100,429 |
| $K_{\text{ср.макс}}$ | | | | | | 58,62735 | -3,08486 |

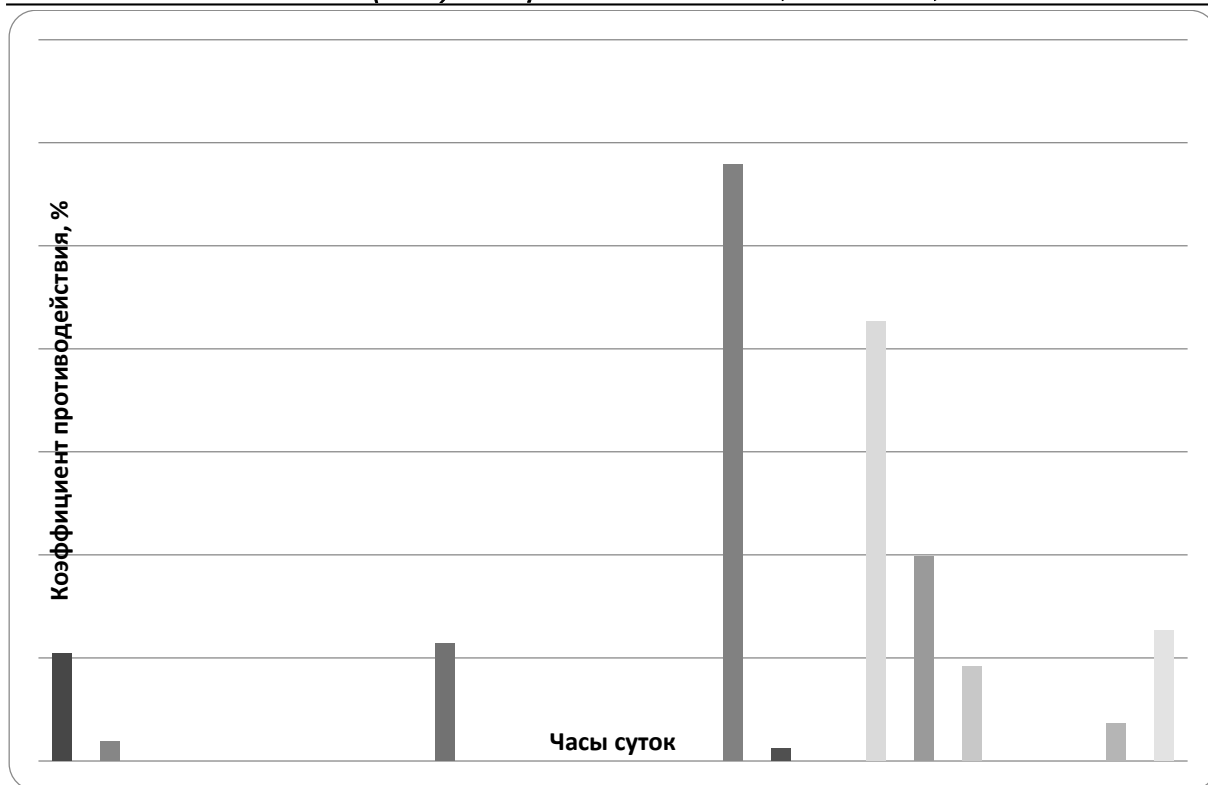


Рисунок 3 – Коэффициенты противодействия для часов суток, в которые изменение спроса на мощность «дифтарифных» потребителей оказывает позитивное влияние на неравномерность графика нагрузки энергосистемы (зимний режимный день 21.12.2011 года).

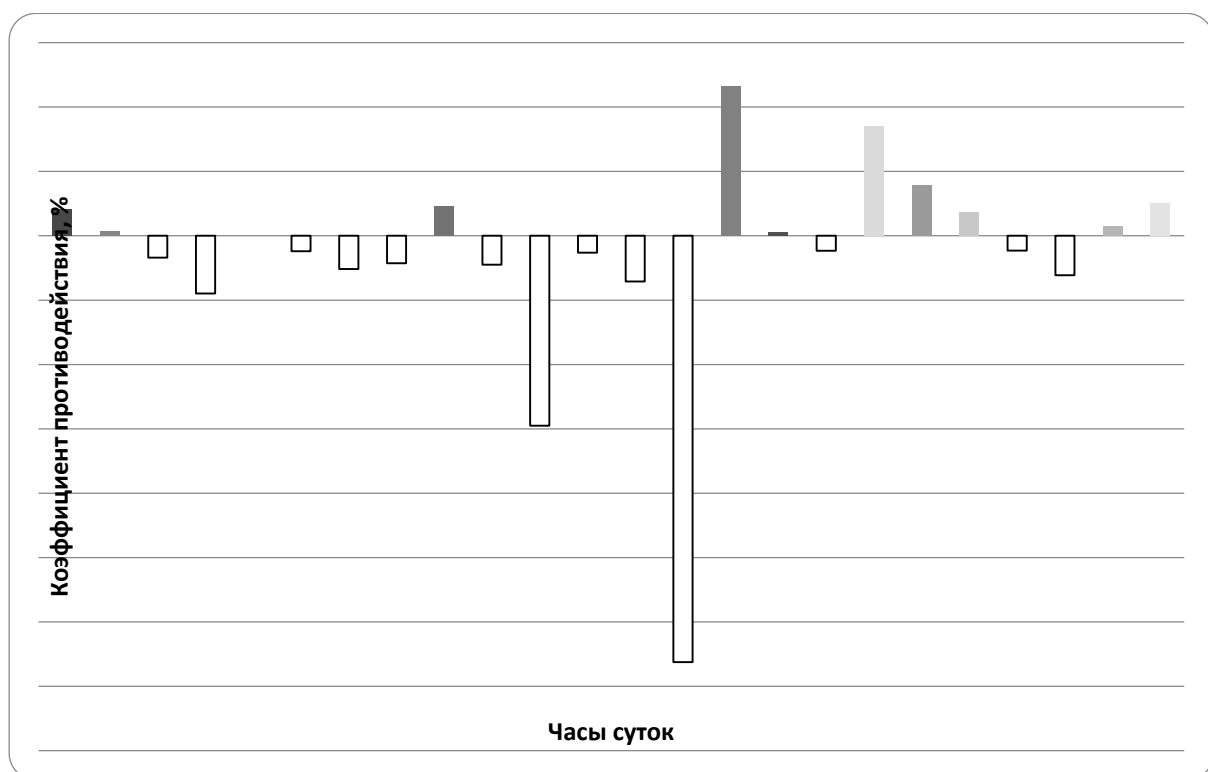


Рисунок 4 – Коэффициенты противодействия для часов суток, в которые изменение спроса на мощность «дифтарифных» потребителей оказывает негативное влияние на неравномерность графика нагрузки энергосистемы (зимний режимный день 21.12.2011 года).

Аналогично приведенному выше примеру анализ почасового влияния «дифтарифных» потребителей на неравномерность суточных графиков нагрузки энергосистемы был выполнен также для режимных дней ряда других лет. При этом были получены весьма сходные результаты.

Рассматривая, в частности, приведенный пример (таблица 3, рисунки 3 и 4), необходимо еще раз отметить, что, не смотря на общее положительное влияние «дифтарифных» потребителей на неравномерность суточных графиков нагрузки энергосистемы, в разные часы суток это влияние оказывается как позитивным, так и негативным. Причем в течение суток количество часов с позитивным и негативным влиянием рассматриваемой группы потребителей на неравномерность нагрузки энергосистемы примерно одинаково (число часов с негативным влиянием даже преобладает).

Опять же, не смотря на значительно меньшую среднесуточную мощность, степень противодействия «дифтарифных» потребители изменению нагрузки «недифтарифных» потребителей в разные часы суток также существенно различна.

В частности, если определить средние значения отдельно позитивных и негативных коэффициентов противодействия ($K_{\text{прот.}(+)}$ и $K_{\text{прот.}(-)}$) и на основании зависимости, подобной (1), определить доверительные границы ($K_{\text{ср.мин}}$ и $K_{\text{ср.макс}}$) для этих средних значений (таблица 3), то степень влияния «дифтарифных» потребителей на неравномерность электрической нагрузки энергосистемы в разные часы рассматриваемых режимных суток можно оценить следующим образом.

Сильное позитивное влияние на неравномерность нагрузки энергосистемы эти потребители оказывали в 15-й и 18-й час суток. В эти часы «дифтарифные» потребители компенсировали изменение спроса на мощность всех прочих («недифтарифных») потребителей соответственно на 116 и 85%.

Можно сказать, что в 1-й, 9-й, 19-й, 20-й и 24-й час анализируемых суток «дифтарифные» потребители оказывали среднее позитивное влияние на неравномерность нагрузки энергосистемы. В остальные же часы суток, в которые влияние этих потребителей носило позитивный характер, степень этого влияния была незначительной.

С другой стороны, в 11-й и 14-й час данных режимных суток «дифтарифные» потребители оказывали очень сильное негативное влияние на неравномерность графика нагрузки энергосистемы. В эти часы нежелательное приращение мощности «дифтарифных» потребителей составило соответственно 148 и 331% от увеличения нагрузки всех прочих («недифтарифных») потребителей.

К тому же, во все другие часы суток, в которые влияние «дифтарифных» потребителей носило негативный характер (а это еще одиннадцать часов), степень этого влияния была близкой к средней, то есть значительной.

Таким образом, результаты, полученные в рассмотренном примере, а также для режимных дней ряда предыдущих и последующих лет, позволяют утверждать, что характер спроса на электрическую мощность группы «дифтарифных» потребителей оказывает в большей степени негативное, чем позитивное влияние на изменение часовой нагрузки энергосистемы. В лучшем случае влияние этой группы потребителей на неравномерность часовых значений нагрузки энергосистемы можно считать в равной степени как позитивным, так и негативным.

Выводы:

1. Создание необходимых условий для дальнейшего выравнивания суточных графиков нагрузки энергосистемы требует скорейшего совершенствования существующих в Украине дифференцированных по времени тарифов на электрическую энергию.
2. Целенаправленное развитие системы дифференцированных тарифов на электроэнергию должно базироваться на систематическом мониторинге и анализе результатов их применения, одним из важных направлений которого является анализ границ и длительности установленных тарифных зон суток.
3. Для обеспечения дальнейшего целенаправленного совершенствования дифференцированных по времени тарифов на электроэнергию при определении зон суток, которые бы соответствовали современным потребностям управления спросом потребителей на мощность, не достаточно основываться только на анализе конфигурации графиков нагрузки энергосистемы. Для корректного решения данной задачи необходимо дополнительно анализировать степень противодействия «дифтарифных» потребителей изменению спроса на мощность всех остальных, «недифтарифных» потребителей, а также своевременность этого противодействия в каждый час суток.

Список использованной литературы

1. Находов В.Ф., Замулко А.И., Мохаммад Аль Шарари, Исаенко Ю.Н. Определение первоочередных направлений совершенствования дифференцированных тарифов на электрическую

енергію // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. – 2015. – №1(78).24-32. <http://journals.urau.ua/eejet/article/view/55785>

2. Праховник А.В. Шляхи і етапи створення наукового напрямку з проблеми комплексного управління використанням електричної енергії // Наукові вісті НТУУ «КПІ». – 1999. - №1. – С. 58-69.

3. Национальная комиссия регулирования электроэнергии Украины <http://www.nerc.gov.ua>

4. Методика установления одноставочных тарифов на электрическую энергию, дифференцированных по периодам времени./ Находов В.Ф., Минкин А.Ю. Киев.полит.ин-т, 1994. – С. 33 –Укр.-Деп. в ГНТБ України 18.04.94 №724-Ук94//Анот. в РЖ «Енергетика». – 1994. – №10.

V.F. Nakhodov, A.I. Zamulko, Mohammad Al Sharari, D.O. Medintseva
National Technical University of Ukraine «Kyiv Polytechnic Institute»

ANALYSIS OF DURATION AND BORDER OF EXISTING TARIFF ZONES

Develop of objective methods and techniques of analysis of the tariff limits areas and duration daly, and also analysis results of the use of existing differentiated tariffs for electricity in Ukraine, which needs to improved and targeted further evolution. A method of statistical grouping of the hourly power grid and consumer groups, which more objectively determine the duration and the actual boundaries of the zones of day with different load levels. Developed methodological framework for the analysis of the nature and extent of counteraction "differentiated" consumers change the demand for power of all the others, "undifferentiated" consumers in each hour of the day. Analysis of tariff zones of day should be based not only on a statistical study of the power system configuration and load profiles of consumer groups, but also on an assessment of the character and level of the hourly counteraction "differentiated tariff" changing consumer demand for power of all other electricity consumers.

Keywords: daily graphic electricity load, differentiated tariffs for electricity, zone of electricity load, consumers group, factor of counteraction " differentiated tariff " consumers.

References:

1. Nakhodov V.F., Zamulko A.Y., Mokhammad Al' Sharary, Ysaenko Yu.N. Opredelenye pervoocherednykh napravleniy sovershenstvovaniya dyfferentsirovannykh taryfov na elektrycheskuyu enerhyu // Vostochno-Evropeysky zhurnal peredovykh tekhnolohyy. - 2015. - №1(78).24-32. <http://journals.urau.ua/eejet/artitsle/view/55785>

2. Prakhovnyk A.V. Shlyakhy i etapy stvorenniya naukovooho napryamku z problemy kompleksnoho upravlinnya vykorystanniam elektrychnoyi enerhiyi // Naukovi visti NTUU «KPI». – 1999. - №1. – С. 58-69.

3. Natsyonal'naya komysyya rehulyrovaniya elektroenerhyi Ukrainy <http://www.nerc.gov.ua>

4. Metodyka ustanovleniya odnostavochnykh taryfov na elektrycheskuyu enerhyu, dyfferentsirovannykh po peryodam vremeny./ Nakhodov V.F., Mynkyn A.Yu. Kyev.polyt.yn-t, 1994. – С. 33 – Ukr.-Деп. v HNTB Ukrainy 18.04.94 #724-Uk94//Анот. v RZh «Енергетика». – 1994. – №10.

УДК 621.311:65.035

В.Ф. Находов, А.І. Замулко, Мохаммад Аль Шарарі, Д.О Медінцева
Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут»
АНАЛІЗ ТРИВАЛОСТІ І МЕЖ ІСНУЮЧИХ ТАРИФНИХ ЗОН ДОБИ

Запропоновано метод статистичного групування погодинної потужності енергосистеми і груп споживачів, що дозволяє більш об'єктивно визначати тривалість і фактичні межі зон доби з різними рівнями навантаження. Розроблено методичні основи аналізу характеру і ступеня протидії «дифтарифних» споживачів зміні попиту на потужність всіх інших, «недифтарифних» споживачів в кожну годину доби. Аналіз тарифних зон доби повинен базуватися не тільки на статистичному дослідженні конфігурації графіків навантаження енергосистеми і груп споживачів, але також і на оцінці характеру і ступеня щогодинної протидії «дифтарифних» споживачів зміні попиту на потужність всіх інших споживачів електроенергії.

Ключові слова: добові графіки навантаження, диференційовані тарифи на електроенергію, межі зон доби, метод групування навантажень, коефіцієнт протидії «дифтарифних» споживачів.

Надійшла 06.04.2016

Received 06.04.2016